

# Дослідження та методи аналізу

УДК 622.243.272

## БІОПОЛІМЕР-СИЛІКАТНИЙ БУРОВИЙ РОЗЧИН ДЛЯ БУРІННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

І.І. Чудик, В.В. Богославець, І.Ф. Дудич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,  
e-mail: [chudoman@ukr.net](mailto:chudoman@ukr.net)

Розглядається питання підвищення техніко-економічних показників буріння горизонтальних свердловин за рахунок вибору типу та оптимальної рецептури бурового розчину. Для якісного очищення горизонтальної ділянки стовбура свердловини запропоновано використання біополімер-силікатного бурового розчину. Проаналізовано основні проблеми промивання горизонтальної частини свердловин та бурові розчини, які застосовуються на родовищах України для вирішення цих проблем. За методом латинських планів експерименту за допомогою програми «Експериментатор» було здійснено вибір рецептури біополімер-силікатного бурового розчину і після проведених досліджень властивостей отримано оптимальну рецептуру розчину. Для побудови моделей залежно від діапазонів концентрації реагентів були використані повний факторний експеримент, дробово-факторний експеримент і центральні композиційні плани. Дані ротаційної в'язкозиметрії оброблялись у пакетному режимі із використанням програми «Rheometry». Встановлено, що найбільш адекватною для плану експерименту є модель Гершеля-Балклі. За результатами отриманих даних встановлено поліноміальні залежності впливу концентрацій деяких хімічних реагентів на реологічні властивості біополімер-силікатного бурового розчину. Встановлено, що використання силікату натрію як наповнювача у біополімер-силікатному розчині дозволяє підвищити стійкість стінок горизонтальної ділянки свердловини та покращити її очищення.

Ключові слова: біополімер-силікатний буровий розчин, оптимальна композиція, очищення свердловин, реологічні властивості.

Рассматривается вопрос повышения технико-экономических показателей бурения горизонтальных скважин за счет выбора типа и оптимальной рецептуры бурового раствора. Для качественной очистки горизонтального участка ствола скважины предложено использование биополимер-силикатного бурового раствора. Проанализированы основные проблемы промывки горизонтальной части скважин и буровые растворы, которые применяются на месторождениях Украины для решения этих проблем. По методу латинских планов эксперимента с помощью программы «Экспериментатор» был осуществлен выбор рецептуры биополимер-силикатного бурового раствора и после проведенных исследований свойств получено оптимальную рецептуру раствора. Для построения моделей в зависимости от диапазонов концентрации реагентов были использованы полный факторный эксперимент, дробно факторный эксперимент и центральные композиционные планы. Обработка данных ротационной вискозиметрии выполнялась в пакетном режиме с использованием программы «Rheometry» и установлено, что наиболее адекватной для плана эксперимента является модель Гершеля-Балкли. По результатам полученных данных установлены полиномиальные зависимости влияния концентраций некоторых химических реагентов на реологические свойства биополимер-силикатного бурового раствора. Установлено, что силикат натрия в качестве наполнителя в биополимер-силикатном растворе позволяет повысить устойчивость стенок горизонтального участка скважины и улучшает ее очистку в целом.

Ключевые слова: биополимер-силикатный буровой раствор, оптимальная композиция, очистка скважин, реологические свойства.

The article deals with the increasing the technical and economical indexes of the horizontal wells drilling as a result of choosing the proper type and optimal drilling mud composition. The use of biopolymer silicate drilling mud is proposed to clean up the wellbore horizontal area. The main problems of wellbore horizontal area washout and drilling muds that are used at oil and gas fields of Ukraine have been analyzed. The biopolymer silicate drilling mud composition has been selected by means of the method of experiment Latin plans of the Experimentator

*Program. The optimal drilling mud composition has been obtained after the conducted research of its properties. To build the designs based on range of agents' concentration, the full factorial experiment, fractional factorial experiment and central composite design have been applied. The data processing of rotational viscometry has been carried out in the batch mode with using the Rheometry program. It has been defined that the most appropriate for the experiment plan is the Herschel-Buckley model. Due to the results of obtained data, polynomial concentration influence dependences of some chemical agents on the biopolymer silicate mud flow characteristics have been established. It has been discovered that the sodium silicate acting as filler in the biopolymer silicate mud allows increasing the strength of the horizontal area walls and improves its cleaning.*

Key words: biopolymer silicate drilling mud, optimal formula, well clean-up, flow characteristics.

**Вступ.** Збільшення обсягів видобутку нафти і газу невід'ємно пов'язане з використанням горизонтальних свердловин. Техніко-технологічному забезпеченню процесу їх спорудження присвячено багато досліджень вітчизняних та зарубіжних вчених, зокрема Алієва М.А., Булатова А.І., Васька І.А., Григоряна А.М., Кунцяка Я.В., Крилова В.І., Калініна А.Г., Коцкулича Я.С., Мислюка М.А., Чернова Б.О., Чудика І.І., Ясова В.Г. та ін. Проте зі зміною гірничо-геологічних умов необхідно весь час адаптовувати техніко-технологічне забезпечення основних процесів спорудження свердловин, використовуючи нові науково-практичні підходи і рішення, які потрібно розробляти.

Закінчування горизонтальної свердловини обумовлюється максимальними показниками зі збереження природної проникності продуктивних пластів, що підвищує ефективність видобутку вуглеводнів. Це вимагає комплексного підходу для їх досягнення. У цьому плані особливе значення має вибір складу і обґрунтування властивостей бурового розчину, що використовується при розкритті продуктивного горизонту. У методиках [1-3] вибір бурового розчину для розкриття продуктивних пластів поєднуються вимоги до складу і його властивостей. При цьому ставляться певні умови і технологічні обмеження. Зокрема, густина бурового розчину, яка повинна бути мінімальною і відповідати умовам буріння на рівновазі або заданій депресії. Фільтрація в пластових умовах повинна бути мінімальною, а склад фільтрату бурового розчину в разі його проникнення в пласт не повинен сприяти фізичним, хімічним та фізико-хімічним явищам, що зменшують проникність привибійної зони пласта (набухання глинистих частинок, освітлення високов'язких емульсій та нерозчинного осаду, підвищення гідрофільності породи і т.п.). Ступінь мінералізації і складу солей фільтрату бурового розчину повинні бути близькими до пластових. Міжфазовий натяг на межі розділу фаз «фільтрат – нафта» також має бути мінімальним.

**Аналіз закордонних і вітчизняних бурових розчинів для буріння горизонтальних свердловин.** При бурінні горизонтальних свердловин значна частина бурильної колони лежить на нижній стінці в стволі, який перетинає продуктивний горизонт. При цьому виникає загроза не тільки погіршення її осевого переміщення по стволу, а і зростають ризики прихоплення. Для їх запобігання особливе значення має буровий розчин і його параметри, правильний вибір яких дозволяє зменшити перепад

тиску між свердловиною і пластом, обмежити фільтрацію промивальної рідини в нього, не допустити утворення липкої фільтраційної кірки і прилипання колони труб до неї тощо. На сьогодні для забезпечення високоякісних показників розкриття продуктивних горизонтів та недопущення вищезгаданих проблем з бурильною колоною в практиці буріння свердловин найчастіше застосовуються такі бурові розчини.

1. *Гуматно-акрилокалієвий буровий розчин* і комплексний гуматно-калієвий реагент (ГКР) для його приготування розроблено в УкрНДІгаз [4]. Відомо, що гумати калію з акриловими полімерами утворюють синергетичну суміш, що дає можливість зменшувати витрати полімерів. Всі рецептури гуматно-акрилокалієвого бурового розчину мають низький вміст бентонітової глини (2–4 мас.%). За базову концентрацію ГКР в розчині обрано 5 мас.%, що достатньо для зниження показника фільтрації і забезпечення мінімального рівня іонів калію. Концентрацію полімерів залежно від їх типу змінювали від 0,2 мас. % гіпанолу (на суху речовину) до 0,025 мас. % «Polyplus» (частково гідролізованого поліакриламиду).

2. *Гуматно-біополімерний буровий розчин* розроблений в УкрНДІгаз на основі реагентів вітчизняного виробництва [4-6]. Встановлено, що спільне розчинення у воді розгалужених високомолекулярних біополімерів та лінійних полімерів з макромолекулами гуматів призводить до утворення синергетичних композицій, які надають безглинистим буровим розчинам високих структурно-реологічних властивостей та стійкості до дії вибійних температур, лугів і солей полівалентних металів. Впровадження ГББР під час буріння глибоких свердловин №57 Східно-Полтавського ГКР, №502 Хрещинського ГКР, №100 Римарівського ГКР, №26 і №28 Кобзівського ГКР у складних гірничо-геологічних умовах забезпечило високий економічний ефект [4].

3. *Полімеркалієві бурові розчини* широко використовуються для розкриття продуктивних пластів на родовищах ПАТ «Укрнафта» і ПАТ «Укргазвидобування». На родовищах ПАТ «Укрнафта» в останні роки застосовують полімеркалієвий буровий розчин на основі поліакрилатів і на основі Полігум К1. Характерною особливістю полімерних бурових розчинів є присутність у ньому полімерного реагенту-флокулянта, який призначений для флокуляції вибуреної породи. Полімеркалієві розчини запобігають диспергуванню шлама, уповільнюючи при цьому утворення глинистого бурового

розчину шляхом самозамішування. Наприклад, рецептура полімеркалієвого бурового розчину для буріння свердловини 105 Східні Решетняки містила такі матеріали і реагенти: бентонітовий глинопоршок, ЛМК-СТ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{NaOH}$ , КМЦ, лігноксин, полігум-К1, графіт, нафту, сульфонол, СБР, савенол.

4. Біополімерний буровий розчин «Flo-Pro» розроблено компанією «M-I SWACO» [4]. Система «Flo-Pro», на відміну від глинистого бурового розчину, не містила глинистої фази, максимально захищає ПЗП, підвищує продуктивність свердловини у 2–3 рази. Основними компонентами системи «Flo-Pro» є реагенти полісахаридного походження – похідні целюлози і крохмалю, а як коьматант в них використовують карбонатний наповнювач – крейду або мармурову крихту спеціально підібраного розміру. Основним недоліком такої системи є висока вартість та нестійкість до високої концентрації іонів полівалентних металів.

У жовтні 2004 року було успішно завершено буріння і кріплення горизонтальної свердловини 152 Яблунівського НГКР, мета якої – збільшення видобутку високов'язкої нафти з продуктивного пласта Б-6. Ця свердловина стала найглибшою горизонтальною свердловиною в Україні, з якої отримано приплив нафти дебітом  $160 \text{ м}^3/\text{добу}$ . Середній добовий дебіт вертикальних і похило-скерованих свердловин з тих, що пробурені раніше на цьому родовищі, склав  $8\text{--}10 \text{ м}^3$ . Завдяки високим інгібуючим і оптимальним структурно-реологічним властивостям розчин «Flo-Pro NT» забезпечив буріння горизонтальної ділянки стовбура свердловини без ускладнень за 23 доби.

5. В роботі [7] запропоновано безглинистий буровий розчин «Біокар», який характеризується псевдопластичними властивостями, наявністю тиксотропної структури і відсутністю у своєму складі активного глинистого компонента. Склад бурового розчину, мас. %: біокар-компауд,  $\text{KCl}$ , бактерицид, РПС, нафта, графіт, карбонатний наповнювач, органічний наповнювач. Буровий розчин Біокар успішно випробуваний на свердловинах №63 Східно-Рогінцівська та №306 Лесяківська. Перед розкриттям продуктивних горизонтів у розчин вводили наповнювач для створення коьматацийного бар'єру на поверхні колекторів з метою їх захисту від забруднення.

6. В роботах [5, 6] пропонують використовувати безглинистий подвійно-інгібуючий буровий розчин з торговою маркою «Boremax», який в 2005 році удостоєний престижної нагороди «Harta» за видатні досягнення в області розвідки і розробки родовищ. Його було розроблено фахівцями фірми «Varoid» (відділення компанії «Haliburton»). Згідно патенту полімерну основу розчину складають НПАА з молекулярною масою від  $500\,000$  до  $2 \cdot 10^6$  (вміст 1–2 мас. %) та НПАА з молекулярною масою від  $4 \cdot 10^6$  до  $15 \cdot 10^6$  (вміст до 0,5 мас. %), а також довголанцюгові поліспирти та/або поліаніонна целюлоза з молекулярною масою від 200 до 500 (вміст 1–2 мас. %). У буровому розчині рН регулюється

у межах 8,5–10,0. Під час реалізації бурового розчину «Boremax» до цієї основи можуть додаватися допоміжні реагенти (обважнювачі, згущувачі та реагенти для пониження фільтрації). Буровий розчин «Boremax» має високий рівень інгібуння та високу термостійкість.

7. В роботі [8] для якісного розкриття продуктивних пластів з низькими пластовими тисками пропонують рецептуру безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину, який сприяє підвищенню структурно механічних властивостей з одночасним зниженням фільтрації та надійному інгібунні глинистих відкладів у продуктивному горизонті. Складовими компонентами цього бурового розчину є концентрований водний розчин екструзивного крохмалю, хлористий калій, гідроксид калію і вода. Характерною особливістю безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину є відсутність глинистої фази у розчині, високі інгібуючі властивості, низька фільтрація, що дає змогу звести до мінімуму коьматацию продуктивного горизонту і одночасно зберегти його первинну проникність.

8. Хлоркалієвий буровий розчин готується з вмістом глини не більше 4% та містить  $\text{KCl}$  (3–5%), лігносульфонатний реагент і частково гідролізований поліакриламід (20–40%), який підвищує термостабільність бурового розчину [4]. Як понижувачі фільтрації використовується весь спектр вітчизняних реагентів. Такий буровий розчин можна за необхідністю обважнювати до потрібної густини. Іноді для підвищення інгібуючих властивостей в такий буровий розчин додають 0,01–0,02% гідроксиду кальцію або силікат натрію чи калію у кількості 1–2%, який за рахунок проникнення в тріщини і виділення гелю полікремнієвої кислоти цементує поверхню глинистих сланців. Недоліком хлоркалієвого бурового розчину є його загущення при розбурюванні зволожених та легкодиспергуючих глин, наявність у складі бентонітової глини негативно впливає на якість розкриття продуктивних пластів.

Оскільки наведені системи промивання здебільшого вирішують локальні питання процесу їх буріння свердловин і мають певні недоліки з комплексною дією **метою роботи** є розроблення оптимальної рецептури бурового розчину для підвищення якості поглиблення і розкриття продуктивних пластів їх горизонтальних інтервалів.

Для реалізації поставленої мети сформовано такі **задачі дослідження**:

1) визначення можливості використання біополімерних бурових розчинів для якісного буріння горизонтальних свердловин;

2) розроблення оптимальної рецептури біополімер-силікатного бурового розчину для якісної очистки горизонтальної ділянки ствола свердловини.

**Основний матеріал.** Для вирішення проблем якісного промивання горизонтальних свердловин пропонується безглинистий біополімер-силікатний буровий розчин, який є коьлоїд-

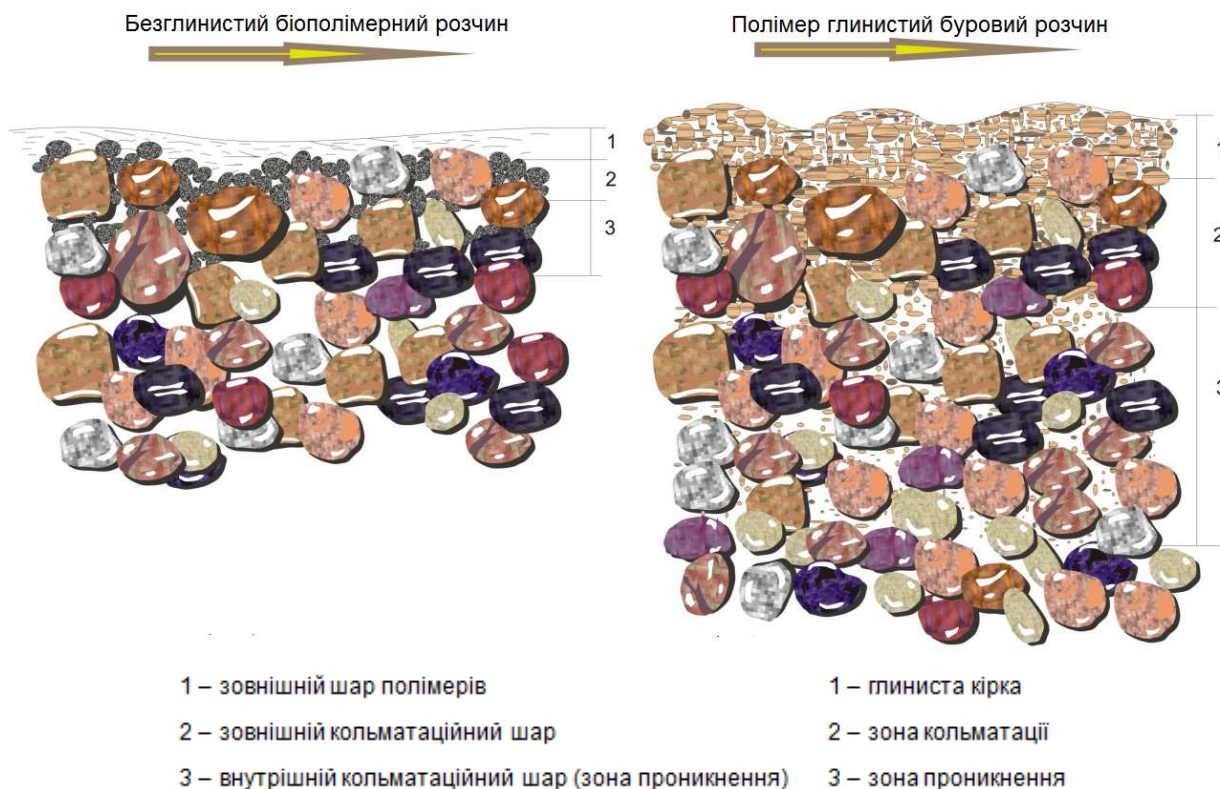


Рисунок 1 – Порівняльна схема проникності промивальних рідин в колектор [13]

ним розчином високомолекулярних розгалужених полімерів класу полісахаридів. Він характеризується яскраво вираженими псевдопластичними властивостями, наявністю тиксотропної структури і відсутністю серед складників активного глинистого компонента. Йому властиві високі характеристики винесення, низька фільтрація та миттєві значення показника статичної напружки зсуву.

Характеристики течії біополімерної рідини суттєво залежать від швидкості зсуву [14]. При малих швидкостях, які відповідають умовам течії рідини у затрубному просторі, реологічні властивості характеризуються аномально високими значеннями. При великих швидкостях зсуву, що відповідають течії у трубах, її реологічні властивості є аномально низькими – близькими до в'язкості води. Внаслідок цього забезпечується ефективне очищення вибою, а гідрравлічне тертя та робочі тиски при бурінні залишаються на значно нижчому рівні, ніж при застосуванні полімер-глинистих промивальних рідин.

Важливим фактором недопущення ускладнень та забезпечення високої якості розкриття пластів є обмеження фільтрації через пористе середовище гірських порід. При застосуванні безглинистих промивальних рідин це досягається завдяки застосуванню спеціальних реагентів-блокаторів, розмір часток яких підбирається відповідно до розмірів пор колектора (рисунки 1).

Розглянемо особливості вибору рецептури бурового розчину для буріння горизонтальної ділянки свердловини. У загальному випадку

процедура формалізована у вигляді [9], на першому етапі якої обґрунтовують тип (типи) бурового розчину і хімічні реагенти, а на другому етапі – оптимальну рецептуру. Вибір оптимальної композиції біополімер-силікатного бурового розчину здійснювали за методом латинських планів експерименту за допомогою програми «Експериментатор».

З урахуванням викладеного, вибір рецептури бурового розчину для розкриття продуктивних пластів зводиться до задачі [9]:

$$\begin{cases} E_k(x^v) \rightarrow \min, & k \in K, v \in J, x^v \in D^v \\ \varphi(x^v) \leq 0 \end{cases}, (1)$$

де  $E_k(x^v)$  – критерій оптимальності як функція

концентрацій  $x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_n^v)^m$  реагентів  $v$ -го компонентного складу;

$J$  – клас можливих поєднань наборів реагентів;

$D^v$  – область визначення вектора  $x^v$ ;

$\varphi(x^v)$  – система обмежень на концентрації реагентів.

Формалізація задачі (1) вимагає побудови множини  $K$  локальних критеріїв оптимальності, формування класу  $J$  допустимих компонентних поєднань, побудови системи обмежень на керуючі параметри  $x^v$  та області їх визначення  $D^v$ .

Локальні критерії оптимальності мають враховувати вплив типу бурового розчину та його технологічних властивостей на ефективність розкриття продуктивних пластів в заданих гірничо-геологічних умовах буріння з урахуванням технічних, кон'юнктурних та економічних факторів. Очевидним є те, що критерії оптимальності мають враховувати особливості механізму забруднення продуктивних пластів і, що не менш важливо, сприяти підвищенню видобутку і вилучення вуглеводнів із пласта, а також зменшенню вартості спорудження свердловин. Такі вимоги щодо вибору типу бурового розчину та його рецептури можуть бути забезпечені обґрунтованими критеріями і системою обмежень на склад і технологічні властивості.

Використання біополімерних бурових розчинів, які можуть забезпечити відносно низькі значення напружень зсуву між шарами рідини при високих градієнтах швидкості зсуву та високі значення напружень при низьких градієнтах швидкості зсуву потребує ретельного контролю реологічних характеристик.

Для реалізації вибору оптимальної рецептури біополімер-силікатного бурового розчину виберемо критерії оптимальності [9], які у відповідних гірничо-геологічних умовах можуть бути використані для обґрунтування оптимальної рецептури бурового розчину:

відповідність  $m$  показників технологічних властивостей  $g_j(x^v)$  бурового розчину заданим  $\hat{g}_j(x^v)$  значенням:

$$E(x^v) = \sum_{j=1}^m \alpha_j (g_j(x^v) - \hat{g}_j(x^v))^2; \quad (2)$$

виносна здатність потоку в інтервалі  $[0, L]$  стовбура свердловини:

$$E(x^v) = \frac{1}{L} \int_0^L k_v(l, g(x^v)) dl, \quad (3)$$

де  $a_0^v$  – витрати на приготування одиниці об'єму бурового розчину, які не залежать від концентрацій реагентів;

$a^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_n^v)^m$  – вартості одиниць концентрацій реагентів  $v$ -го компонентного складу;

$\alpha_j = S_j^{-2}$ ;  $S_j^2$  – дисперсія  $j$ -го параметра технологічних властивостей бурового розчину;

$k_v(l, g(x^v))$  – показник оцінки виносної здатності потоку як функція глибини  $l$  стовбура свердловини і технологічних властивостей  $g(x^v)$  бурового розчину.

**Результати досліджень.** Особливість рецептури біополімер-силікатного бурового розчину полягає в меншому вмісті біополімеру

Duo-vis та крохмалю і відповідно меншій вартості бурового розчину, а також добавкою рідкого скла та інгібітора.

З додаванням рідкого скла (силікату натрію) до розчину, ефективно підвищується стійкість стінки свердловин, зменшуються ризик осипання, корозія обсадної колони тощо [10]. В процесі буріння горизонтальної ділянки свердловини, коли буровий розчин поступає у пласт, відбувається гідратація сланців, їх набухання і диспергування, що призводить до зниження механічної міцності сланцю. Одним з найефективніших способів для запобігання осипань, каверноутворень і прихоплень за наявності глинистих осадових порід з високим вмістом води, є застосування силікатного бурового розчину [10].

Механізм підвищення стійкості стінок свердловин силікатною системою включає наступне: при надходженні силікату в пору пласта і контакті його з хімічними речовинами відбувається реакція, і утворюються тривимірні гелі і нерозчинні згустки, які на стінках свердловини перекривають пори сланцю і дрібні зазори; силікати пригнічують капілярний набухання і диспергації мінералів в сланці; можливість утворення нових речовин при реакції між силікатами і мінералами в глині, які призводять до підвищення стійкості стінок; силікати взаємодіють з KCl і NaCl.

До складу рецептури входять такі хімічні реагенти: модифікований і біологічно стабілізований крохмаль, використовується для контролю фільтрації бурових розчинів на водній основі, що супроводжується мінімальним збільшенням; ксантановий біополімер марки «Duo-vis» виробництва компанії «M-I Drilling Fluids», СМС-LV (карбоксиметилцелюлоза) – органічний колоїд, який застосовується в основному для зменшення фільтрації прісних і мінералізованих розчинів; силікат натрію використовують для приготування малосилікатних розчинів, які застосовують для попередження набухання та гідратації глиняних порід, схильних до обвалювання. Оптимальна домішка рідкого скла при цьому коливається від 2,0 % до 5,0 % мас.; NaCl (хлорид натрію) за ДСТУ 4568–95; NaOH (гідроксид натрію, каустична сода) використовують для збільшення рН. Обґрунтовано такі інтервали зміни впливових факторів концентраціями реагентів (% мас.): модифікований крохмальний реагент 0,8 – 1,5; ксантановий біополімер (Duo-vis) 0,1 – 0,6; карбоксиметилцелюлоза (СМС-LV) 0,25 – 0,35; силікат натрію 0,25 – 0,5; NaCl 10 – 15; гідроксид натрію (NaOH) – 0,2%.

Для побудови моделей залежно від діапазонів концентрацій реагентів можуть бути використані різні плани експериментів [11, 12]. Це плани для моделей першого порядку – ПФЕ (повний факторний експеримент) і ДФЕ (дробовий факторний експеримент), для моделей другого і вищих порядків – ЦКП (центральні композиційні плани), і за методом латинських квадратів.



Таблиця 1 – План експерименту для побудови базової рецептури біополімер-силікатного бурового розчину

Дослід	Реагенти та їх концентрації, мас. %				
	Duo-vis	CMC-LV	Крохмаль	NaCl	Силікат натрію
1	0.563	0.3	0.975	15	0.375
2	0.6	0.275	1.5	12.5	0.375
3	0.487	0.25	1.15	10	0.375
4	0.45	0.325	1.325	13.75	0.375
5	0.6	0.3	1.15	13.75	0.313
6	0.525	0.25	1.5	13.75	0.438
7	0.487	0.275	1.325	11.25	0.313
8	0.45	0.25	0.8	15	0.313
9	0.525	0.325	0.975	12.5	0.313
10	0.563	0.35	1.5	10	0.313
11	0.525	0.35	0.8	11.25	0.375
12	0.563	0.325	1.15	11.25	0.438
13	0.45	0.35	1.15	12.5	0.25
14	0.487	0.3	0.8	12.5	0.438
15	0.45	0.275	0.975	10	0.438
16	0.6	0.25	0.975	11.25	0.25
17	0.6	0.35	1.325	15	0.438
18	0.563	0.275	0.8	13.75	0.25
19	0.487	0.325	1.5	15	0.25
20	0.45	0.3	1.5	11.25	0.5
21	0.6	0.325	0.8	10	0.5
22	0.487	0.35	0.975	13.75	0.5
23	0.525	0.275	1.15	15	0.5
24	0.563	0.25	1.325	12.5	0.5
25	0.525	0.3	1.325	10	0.25

У таблиці 1 наведено плани ДФЕ (досліди 1 – 4) і ПФЕ (досліди 1 – 8) для побудови лінійних моделей, а також ОЦКП (досліди 1 – 25) для побудови моделі у вигляді поліному другого порядку.

Біополімер-силікатний буровий розчин у лабораторних умовах приготували у такій послідовності: у розрахованій кількості води протягом 30 хв проводили гідратацію модифікованого і біологічно стабілізованого крохмалю, потім додавали біополімер марки Duo-vis перемішуючи 20 хв, далі додавали карбоксиметилцелюлози CMC-LV перемішуючи 20 хв, потім додавали  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  і перемішували протягом 20 хв, після цього додавали хлористого натрію та NaOH (каустичну соду) і перемішували протягом 30 хв. Згідно з планом (табл. 2) була проведена серія експериментів з рецептурами (табл. 3).

Реологічні властивості визначались з допомогою ротаційного віскозиметра Fann 800. Обробка даних ротаційної віскозиметрії виконувалась у пакетному режимі із використанням програми «Rheometry» в класі реологічно стаціонарних моделей: Ньютона, Шведова-Бінгама, Оствальда, Гершеля-Балклі, Шульмана-Кессона. Найбільш адекватною для плану експерименту виявилась модель Гершеля-

Балклі. В таблиці 4 наведені оцінки реологічних властивостей ( $\hat{\tau}_0, k, n$ ) біополімер-силікатного бурового розчину і дисперсій адекватності у кожній точці плану експерименту. На рисунку 2 показано реологічні криві для дослідів 15 і 16.

Після обробки даних властивостей отримано оптимальну рецептуру біополімерно-силікатного бурового розчину, мас. %: модифікований крохмаль – 0,98; Duo-vis – 0,45; CMC-LV – 0,35; силікат натрію – 0,275; NaCl – 12; NaOH – 0,2; вода – решта. Технологічні властивості оптимальної рецептури: густина 1080 кг/м<sup>3</sup>; умовна в'язкість 98 с;  $\text{CH}_{31/10}$  34/37,8 дПа; фільтрація 4 см<sup>3</sup>/30хв.; КТК – 0,054; найбільш адекватна реологічна модель Гершеля-Балклі,  $\tau_0 = 2,64$  Па  $k = 0,97$  Па·с<sup>n</sup>,  $n = 0,480$ .

### Висновки

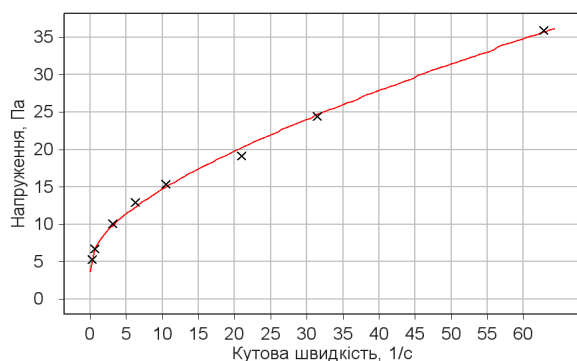
На основі проведеного аналізу бурових розчинів, які використовують для буріння свердловин, виявлено тенденцію щодо використання біополімерних систем, які не містять глинистої фази, забезпечують низьку фільтрацію, мають достатньо високу термо- і солестій-

Таблиця 2 – Результати експерименту для вибору базової рецептури біополімер-сілікатного бурового розчину

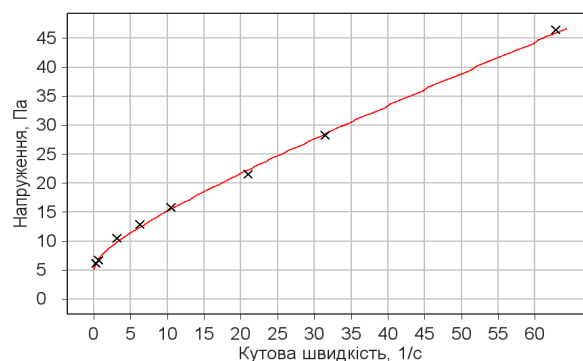
Дослід	Властивості бурового розчину при 20 °С				
	Густина, кг/м <sup>3</sup>	T, c	Ф, мл./30 хв.	СНЗ <sub>1/10</sub> , дПа	Коефіцієнт тертя кірки
1	1090	88	4	23,45/30,75	0,0972
2	1080	108	6	30,15/40,2	0,1035
3	1070	68	6	23,45/33,5	0,1155
4	1080	64	4	20,8/24,7	0,0972
5	1080	120	4	28,6/39	0,0394
6	1080	92	3,5	20,8/29,9	0,1008
7	1080	68	6	13/20,8	0,1026
8	1090	44	5	20,1/23,45	0,1051
9	1080	64	6	33,5/36,85	0,1026
10	1060	100	6	28,6/32,5	0,0614
11	1070	84	5,5	26,8/36,85	0,0981
12	1080	88	5,5	33,5/36,85	0,0956
13	1080	56	5	18,2/22,1	0,0827
14	1080	84	5	24,7/28,6	0,0891
15	1060	88	5,5	15,6/18,2	0,0854
16	1060	90	5,5	27,8/33,8	0,0598
17	1080	100	4,5	44,2/54,6	0,0749
18	1070	72	5	23,4/36,4	0,0561
19	1080	80	5,5	18,2/24,7	0,0667
20	1070	60	5,5	18,2/22,1	0,0492
21	1060	92	5	27,3/32,5	0,0623
22	1080	62	5	20,8/26	0,0972
23	1090	62	5	20,8/40,3	0,0525
24	1070	88	5	31,2/36,4	0,0972
25	1070	74	5,5	20,8/28,6	0,0465

Таблиця 3 – Результати визначення реологічних параметрів біополімер-сілікатного бурового розчину

Дослід	Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{v}$			Дисперсія адекватності, Па <sup>2</sup> , для реологічної моделі $\hat{v}$
	$\tau_0$ , Па	k, Па·с <sup>n</sup>	n	
1	3,43	0,7184	0,5283	0,0293
2	2,915	1,315	0,4464	0,0516
3	3,114	0,6212	0,5142	0,664
4	2,948	0,4288	0,5641	0,1231
5	3,475	1,111	0,4685	0,0686
6	2,294	0,8644	0,4877	0,0081
7	1,943	0,8387	0,4714	0,0389
8	1,423	0,5774	0,4896	0,0336
9	2,462	0,5912	0,5093	0,0186
10	2,639	0,9652	0,4763	0,0896
11	2,503	0,8537	0,4756	0,051
12	2,34	1,031	0,462	0,0065
13	2,182	0,6081	0,5171	0,032
14	2,448	0,7189	0,4845	0,0158
15	4,558	2,145	0,3576	0,1011
16	3,559	1,048	0,4587	0,0709
17	3,976	0,4392	0,5749	0,3918
18	3,214	0,8713	0,4703	0,0291
19	1,932	0,8139	0,4801	0,0395
20	1,993	0,5982	0,514	0,036
21	3,45	0,9822	0,4626	0,0273
22	2,593	0,6578	0,496	0,0139
23	2,379	0,6656	0,4984	0,0566
24	2,623	0,8505	0,4771	0,0337
25	2,349	0,7513	0,482	0,0203

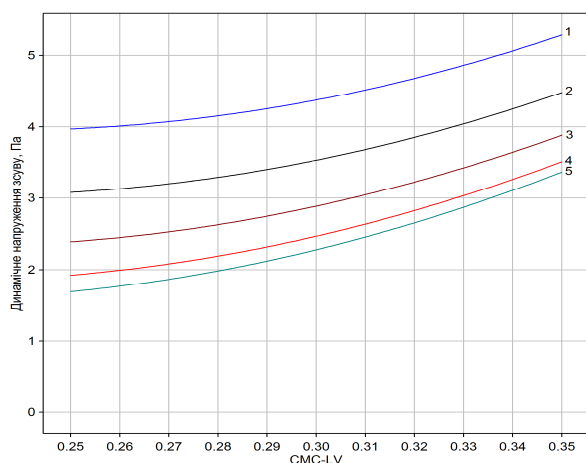


а – дослід 15

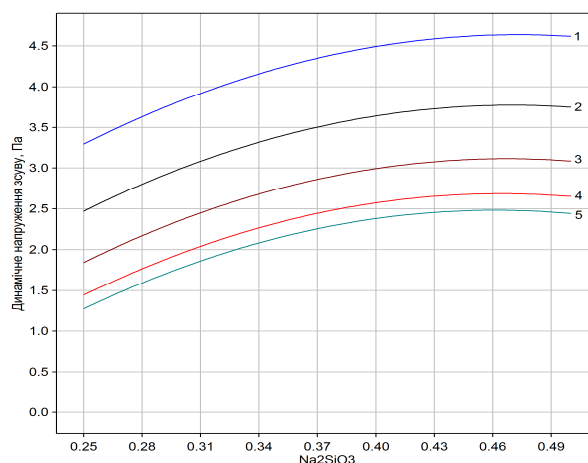


б – дослід 16

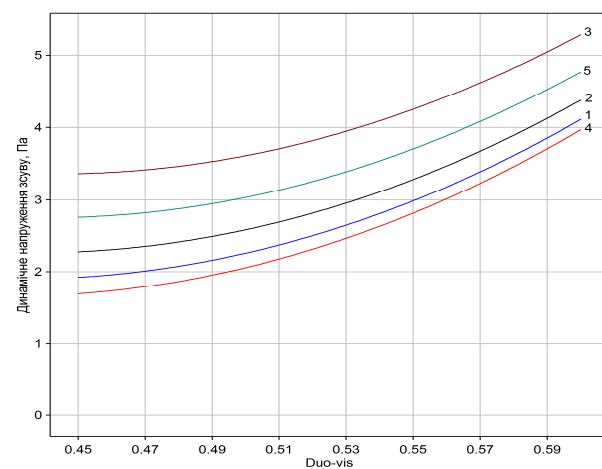
Рисунок 2 – Реологічні криві



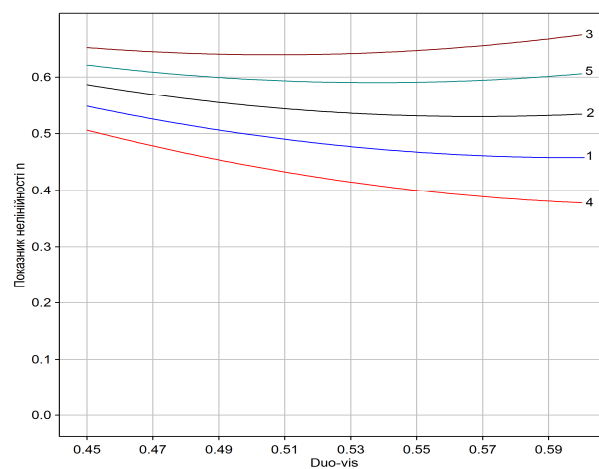
а)



б)



в)



г)

а – карбоксиметилцелюлоза CMC-LV; б – силікат натрію  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  (зміна концентрації Duo-vis: 1 – 0,28 %; 2 – 0,3 %; 3 – 0,35 %; 4 – 0,4%; 5 – 0,45%); в, г – біополімер Duo-vis (зміна концентрації CMC-LV : 1 – 0,25 %; 2 – 0,275 %; 3 – 0,3 %; 4 – 0,325%; 5 – 0,35%)

**Рисунок 3 – Залежність впливу концентрації (%) хімічних реагентів на реологічні властивості біополімер-силікатного бурового розчину**

кість, запобігають набухання і диспергуванню глинистих мінералів при бурінні горизонтальної ділянки свердловини.

За допомогою комп'ютерної програми «Експериментатор» проведено дослідження властивостей та отримано оптимальну рецептуру біополімерно-силікатного бурового розчину, при якому встановлено:

– зі збільшенням кількості силікату в розчині швидко підвищується стійкість стінки свердловин в ранні терміни і повільно підвищується стійкість в більш пізні терміни, реологічні характеристики розчинів стають гіршими і показник фільтрації збільшується при кількості силікату більше 5% в розчині. Тому кількість



додавання силікатів у процесі буріння не повинно бути більше 6%;

– додавання солі може призвести до взаємодії з силікатом, підвищуючи стійкість стінок свердловин. Оптимальна кількість доданої калієвої і натрієвої солі залежить від опору органічного агента бурового розчину.

– значення рН бурового розчину прямо зв'язується з кількістю силікату, який може сам забезпечувати рН бурового розчину. Наприклад, при додаванні силікату більше 2% в буровий розчин з низьким вмістом твердої фази, значення рН може перевищити 11. При додаванні силікату не більш 5% в буровий розчин з високим вмістом твердої фази, зазвичай необхідно додавати NaOH або КОН для підтримання значення рН більше 9, щоб буровий розчин встиг поступити в кільцевий простір і контактувати зі стінкою до гелеутворення силікату.

– в'язкість зі збільшенням кількості силікату майже не змінюється, але СНС і реологічні параметри значно підвищуються. При цьому захищається продуктивний пласт, оскільки здатність виносу шламу і очищення вибою підвищуються;

– вміст силікат натрію в якості наповнювача у біополімер-силікатному буровому розчині дає змогу дозволяє підвищити стійкість стінки свердловин та має здатність до очищення вибою від шламу.

### **Література**

1 Булатов А.И. Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин, Л.Б. Хусид. – М.: ОАО «Издательство Недра», 1997. – Т.1. – 395 с.

2 Мислюк М.А. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів / М.А. Мислюк, Ю.М. Салижин // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 25 – 28.

3 Мислюк М.А. Деякі напрями удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ / З.Д. Хоминець, Ю.М. Салижин, В.В. Богославець, Ю.Д. Волошин // Нафтова галузь України. – 2013. – №1. – С. 40-45.

4 Кустурова О.В. Розробка гуманно-біополімерного бурового розчину з низьким вмістом твердої фази для буріння свердловин в умовах родовищ Дніпровсько-Донецької западини: дис. канд. техн. наук: 05.15.10 / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2007. – 146 с.

5 Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): Пер. с англ. / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

6 Русанов А.И. Межфазная тензометрия / А.И. Русанов, В.А. Прохоров. – Санкт-Петербург, 1994. – 397 с.

7 Лубан Ю.В. Біокар – безглиниста промивальна рідина для буріння похило - скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан, Я.В. Кунцяк, С.В. Лубан, О.А. Білека, Д.М. Круль, Я.І. Кулик // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 4. – С.18-21.

8 Бейзик О.С. Підвищення якості розкриття продуктивних горизонтів на родовищах Прикарпаття. / О.С Бейзик // Автореферат дисертаційної роботи на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. – Івано-Франківськ, 2011. – 20 с.

9 Богославець В.В. Вибір оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття нафтових пластів: дис. канд. техн. наук: 05.15.10 – Буріння свердловин / Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2014. – 146 с.

10 Ли Цзиньян Перспективы и современный опыт применения силиката щелочных металлов при бурении скважин / Цзиньян Ли // Нефтегазовое дело. – 2012. – №3. – С. 81-91.

11 Мыслук М.А. О выборе рецептуры обработки бурового раствора с учетом термостойкости / М.А. Мыслук, А.А. Васильченко, Ю.М. Салыжин, Е.В. Кустурова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 8. – С. 47 – 52.

12 Патент 2289603 Россия, МПК5 C09K7/02. Биополимерный буровой раствор / Е.В. Кустурова, О.А. Жуган, А.А. Васильченко, Н.В. Гордийчук, В.Л. Кушнарв (Украина): Заявл. 13.04.05; Опубл. 20.12.06, Бюл. №35. – 6 с.

13 Кунцяк Я.В. Розробка та впровадження комплексу технічних засобів і технологій буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин (для умов нафтогазових родовищ України) : дис. док. техн. наук: 05.15.10 / Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2013. – 332 с.

14 Мыслук М.А. Исследование структурно-механических свойств биополимерной системы Биокар / М.А. Мыслук, В.В. Богославец, Ю.В. Лубан, С.Н. Лубан, С.О. Ляшенко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. - №1. – С. 34-38.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
24.11.16*

*Рекомендована до друку  
професором **Кондратом О.Р.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Кунцяком Я.В.**  
(КБ «Конструкторське бюро  
бурового інструменту», м. Київ)*